

# Геология нефти и газа

УДК 552.513.550.8(571.16)

## ЛИТОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГРАВЕЛИТОВ, ПЕСЧАНИКОВ И АЛЕВРОЛИТОВ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

А.В. Ежова

Томский политехнический университет

E-mail: eav@tpu.ru

*Рассмотрено влияние структурно-вещественного состава гравелитов, песчаников и алевролитов на данные каротажа потенциалов собственной поляризации, кажущихся сопротивлений, индукционного, естественной радиоактивности, нейтронного и кавернометрического. Установлено, что геофизическая характеристика гравелитов и песчаников определяется составом флюидов и цементов, заполняющих межзерновое пространство, и в меньшей степени – минералогическим составом; в алевролитах основное влияние на геофизические параметры оказывает содержание глинистого материала.*

### **Ключевые слова:**

*Петрография, осадочные породы, песчаники, интерпретация геофизических методов исследования.*

### **Key words:**

*Petrography, sedimentary rocks, sandstones, geophysical research method interpretation.*

Юрская продуктивная толща Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сложена пере-  
слаиванием, чередованием обломочных, глини-  
стых и углистых пород. Каждый породный слой  
имеет индивидуальную геофизическую характери-  
стику. Для большей части литологических разно-  
стей терригенного разреза выработаны характери-  
стики по основным видам каротажа, подтвержден-  
ные керном [1–5]. Однако для конкретных разре-  
зов юго-востока Западно-Сибирской плиты с огра-  
ниченным отбором керна этих данных недостаточ-  
но. В связи с этим основной задачей исследований  
является выявление зависимости геофизических  
параметров от структурно-вещественного состава  
пород, их флюидонасыщения, особенностей стро-  
ения на примере юрских отложений ряда нефтега-  
зоконденсатных месторождений юго-востока За-  
падно-Сибирской плиты (рис. 1). В данной работе  
приводятся результаты изучения обломочных по-  
род.

Материалом для исследований послужили об-  
разцы керна и изготовленные из них шлифы,  
а также каротажные диаграммы потенциалов соб-  
ственной поляризации, кажущихся сопротивле-  
ний, естественной радиоактивности, индукцион-  
ного, нейтронного и кавернометрического. Индек-  
сация пластов сделана автором [6].

По структурным признакам крупнообломочные  
породы с размерами зерен 1,0...10,0 мм относятся к  
**гравелитам** [7]. В разрезах продуктивной толщи  
юго-востока Западно-Сибирской плиты они приу-  
рочены, главным образом, к нижнесреднеюрским  
отложениям (циклитам Ю<sub>15</sub>...Ю<sub>11</sub>).

На каротажных диаграммах (рис. 2) гравелиты  
характеризуются отрицательной аномалией ПС,  
составляющей –(37...50) мВ; значения радиоактив-  
ности равно 6...8γ, интенсивности гамма-излуче-  
ния – 1,8...2,2 имп/мин. Удельное электрическое  
сопротивление составляет 6...10 Ом·м, увеличива-  
ясь до 30...50 Ом·м при избирательном нефтенасы-  
щении (рис. 2, В, Д).

На каверномерах наблюдается увеличение диа-  
метра скважины из-за размыва буровым раствором  
некрепких гравелитов.

Обломочный материал, как правило, хорошо  
окатан (рис. 3) при средней сортировке, что свиде-  
тельствует об активной волновой деятельности  
в бассейнах седиментации. В верхах циклитов  
встречаются также прослои с плохой сортировкой  
и слабой окатанностью обломочного материала из-  
за снижения гидродинамической активности.

Гравелиты изучаемой толщи имеют существен-  
но кремнистый состав: отмечаются зерна кварца,  
иногда с включениями дипирамидальных кристал-

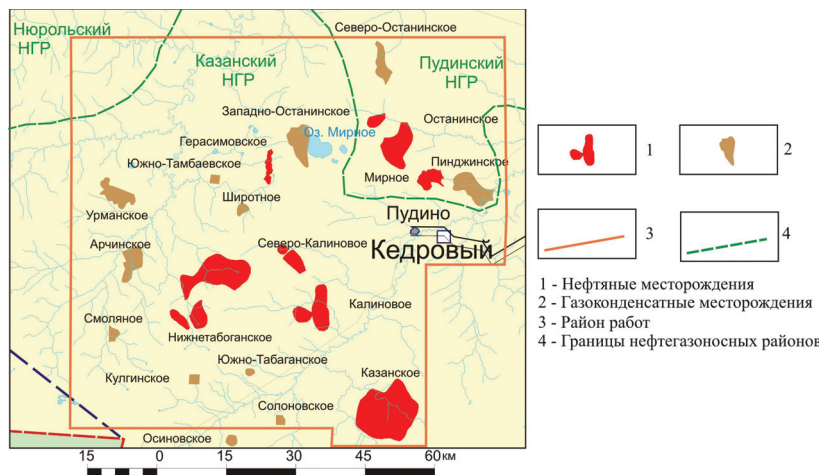


Рис. 1. Обзорная карта района работ

лов циркона (рис. 3, А) и других аксессуаров, часто с кристаллобластовой структурой (рис. 3, Б); обломки халцедона с налетом гидроокислов железа (рис. 3, В); обилие обломков кремнистых пород (рис. 3, Г), слабо раскристаллизованных вулканических стекол (рис. 3, Д); встречаются обломки пегматитов с сильно измененными полевыми шпатами (рис. 3, Е).

Цемент в гравелитах сложен, в основном, вторичным каолинитом кристаллической структуры, заполняющим довольно крупные поры (рис. 4, А). Между индивидами каолинита наблюдаются микропоры, которые в ряде случаев заполнены темно-бурым вязким нефтяным веществом (рис. 4, В, Г). В качестве цемента, кроме каолинита, встречаются: кальцит, заполняющий поры (рис. 4, Б); сидерит, образующий пленки вокруг зерен (рис. 4, Д); участки глинисто-железистого вещества бордового цвета (рис. 4, Е).

**Песчаники** – мелкообломочные породы, состоящие из обломков минералов и горных пород, размеры которых колеблются от 0,1 до 1,0 мм. По размеру частиц песчаники подразделяются на крупнозернистые (1,0...0,5 мм), среднезернистые (0,5...0,25 мм) и мелкозернистые (0,25...0,1 мм).

На диаграммах ПС песчаники характеризуются глубокой отрицательной аномалией, величина потенциала достигает  $-(100...110)$  мВ в средне- и крупнозернистых песчаниках с хорошо отсортированным обломочным материалом. Если размерность зерен по разрезу изменяется мало, то кривая ПС имеет вертикальный слабо волнистый вид (рис. 5, А, Б). При уменьшении размеров зерен, ухудшении сортировки и наличии углисто-глинистых прослоев кривая ПС отклоняется вправо (рис. 5, В, Г).

На значения каротажа сопротивления (КС и ИК) влияет состав флюидов, насыщающих пустотное пространство. При нефтенасыщении удельное электрическое сопротивление составляет 30...50 Ом·м, удельная электропроводность – 70...50 мСм/м, при водонасыщении – 5...15 Ом·м, 150...200 мСм/м и более, соответственно (рис. 5, А, Б).

Эти показания на каротажных диаграммах обычно служат основанием для установления границы водо- и нефтенасыщенных коллекторов (водонефтяного контакта). Однако известно немало случаев получения притоков безводной нефти в верхнеюрских коллекторах Малореченского, Западно-Останинского, Первомайского, Вахского, Онтонигайского и других месторождений из интервалов, отнесенных к водонасыщенным по показаниям электрометрического каротажа. Как показали проведенные ранее автором исследования [8], причиной аномальности геофизических характеристик нефтенасыщенных пластов, оцениваемых как водонасыщенные из-за низких значений электрического сопротивления, является присутствие в породах пирита. Последний, как известно, является полупроводником и обладает высокой электропроводимостью при повышенных температурах [2, 3].

В шлифах из нефтенасыщенных песчаников видны тонкодисперсные образования пирита в виде сыпи на обломках и в нефти, а также пленок на периферии пор, заполненных нефтью (рис. 6). Такие ассоциации нефти и пирита приурочены обычно к нижней части пласта, где повышается содержание остаточной воды, а на обломочных зернах, выходящих в поровое пространство, кристаллизуется тонкодисперсный пирит, благодаря восстановительному характеру среды при заполнении пор нефтью. Остаточная вода и пирит окружают нефтепроявления и создают цепь, пропускающую электрический ток. На записях электрокаротажных диаграмм регистрируется падение удельного электрического сопротивления.

В песчаниках однородной структуры углеводороды равномерно насыщают пустотное пространство (рис. 7, А); при плохой сортировке, неоднородном пустотном пространстве наблюдается избирательное нефтенасыщение (рис. 7, Б).

Наличие карбонатного материала однозначно проявляется увеличением значений на кривых КС и НГК. При порово-базальном кальцитовом цементе (рис. 7, В, Г) удельное электрическое со-

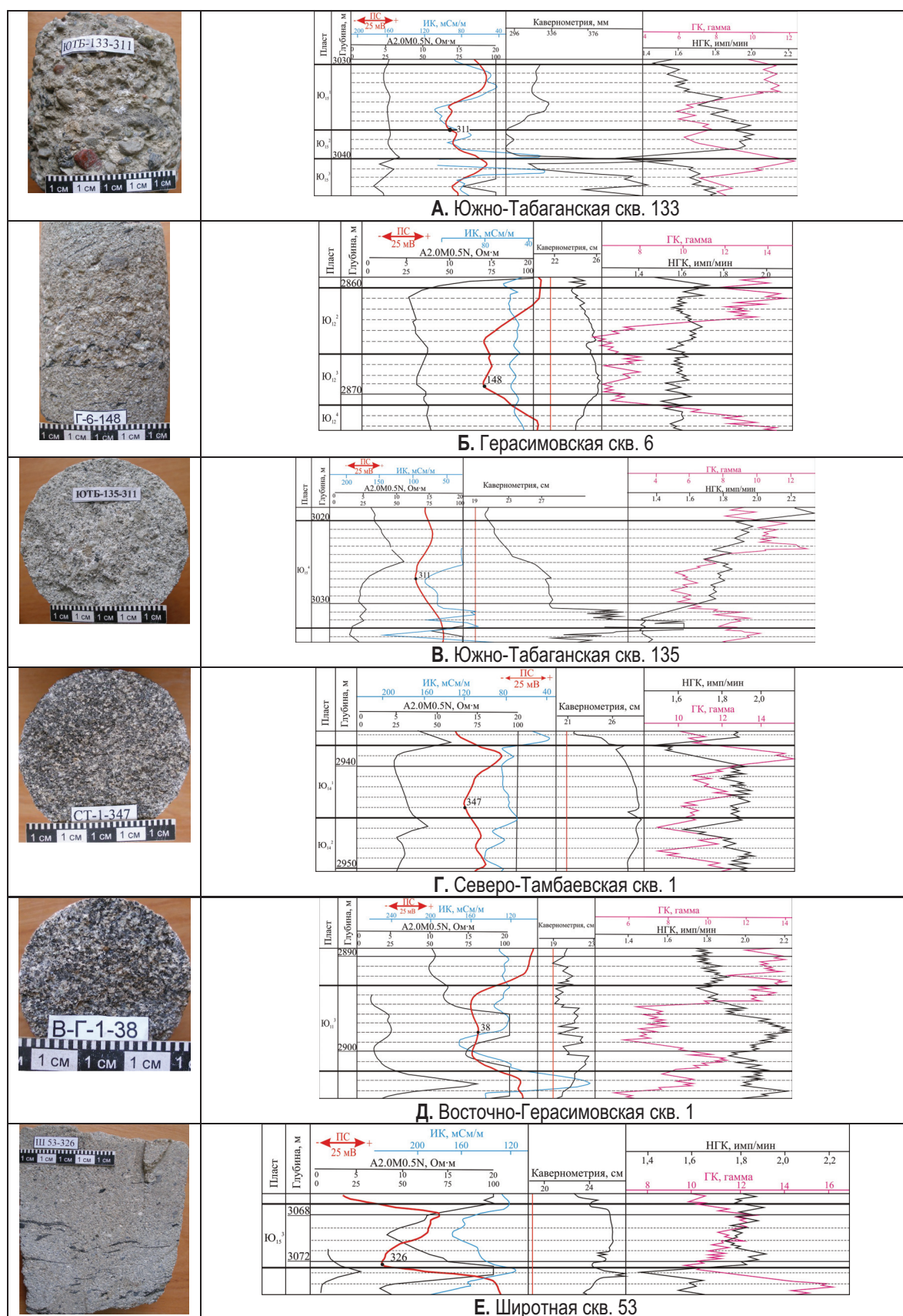
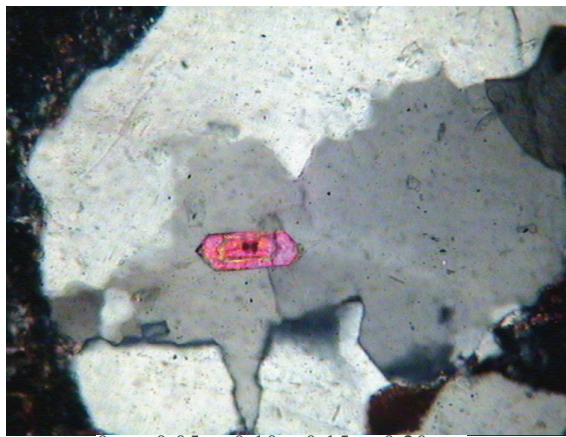
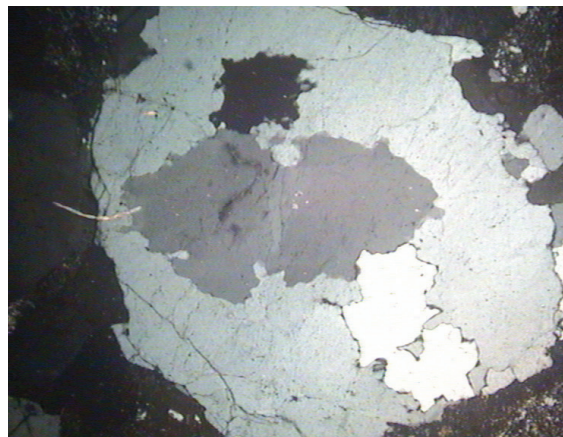


Рис. 2. Геофизическая характеристика гравелитов

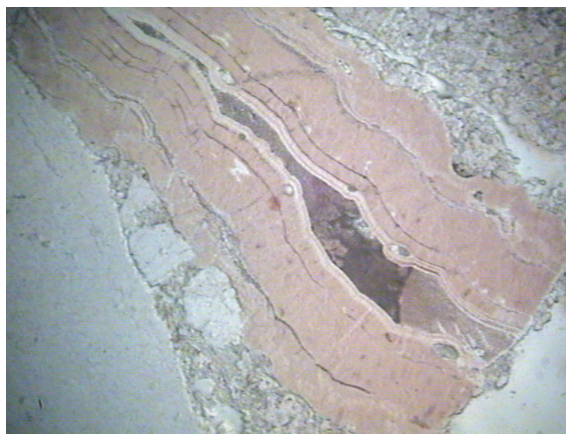




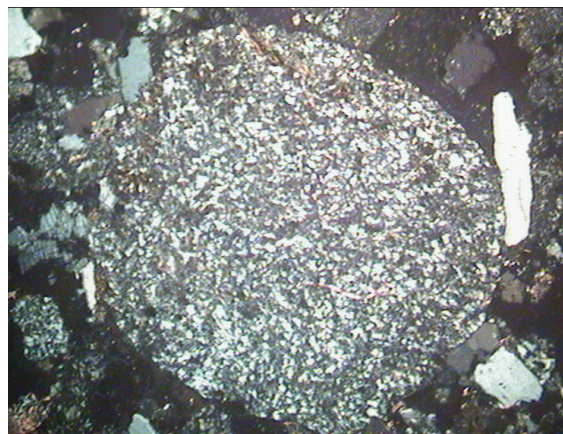
0 0,05 0,10 0,15 0,20 мм  
Кристалл циркона в кварце. 2 ник.  
А. ВГ-1. Гл. 2895,0 м. Ю<sub>11</sub><sup>3</sup>.



0 0,3 0,6 0,9 1,2 мм  
Окатанное зерно кварца с мозаичным  
погасанием. 2 ник.  
Б. ЮТБ-133. Гл. 3037,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>1</sup>.



0 0,3 0,6 0,9 1,2 мм  
Фрагмент обломка халцедона. 1 ник.  
В. ЮТБ-133. Гл. 3037,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>1</sup>.



0 0,3 0,6 0,9 1,2 мм  
Окатанный обломок кремнистой породы. 2 ник.  
Г. Ш-53. Гл. 3073,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>3</sup>.



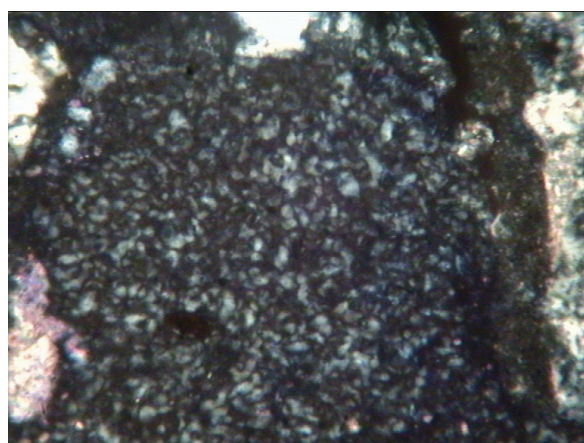
0 0,3 0,6 0,9 1,2 мм  
Обломок вулканического стекла с прожилками  
кварца. 2 ник.  
Д. Г-6. Гл. 2869,0 м. Ю<sub>12</sub><sup>2</sup>.



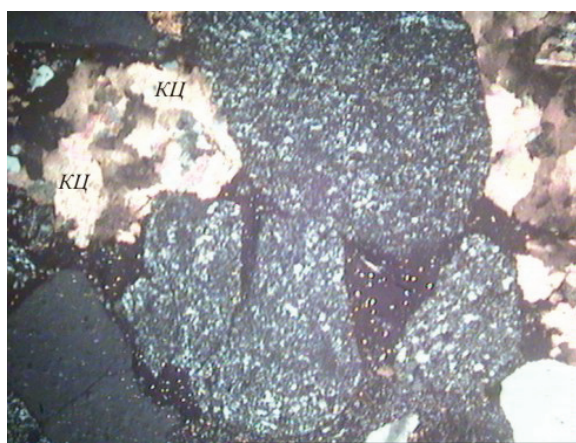
0 0,3 0,6 0,9 1,2 мм  
Обломок пегматита. 2 ник.  
Е. ЮТБ-133. Гл. 3037,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>1</sup>.

**Рис. 3.** Обломки минералов и пород в гравелитах

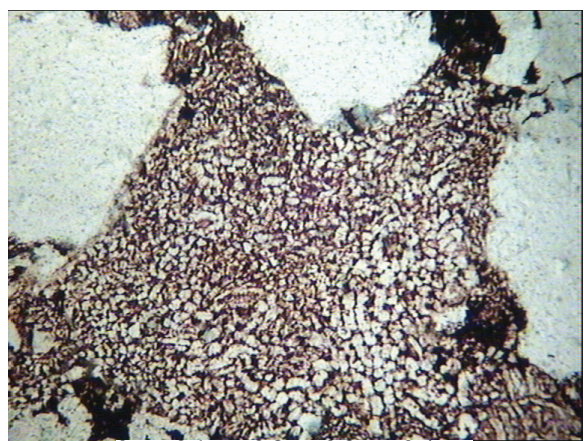




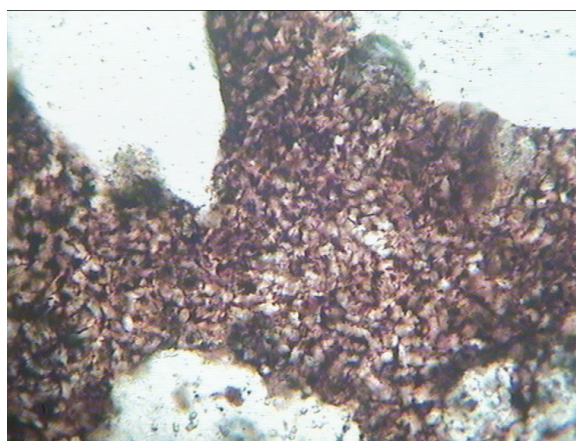
Поровый каолиновый цемент. 2 ник.  
А. ЮТЬ-135. Гл. 3027,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>1</sup>.



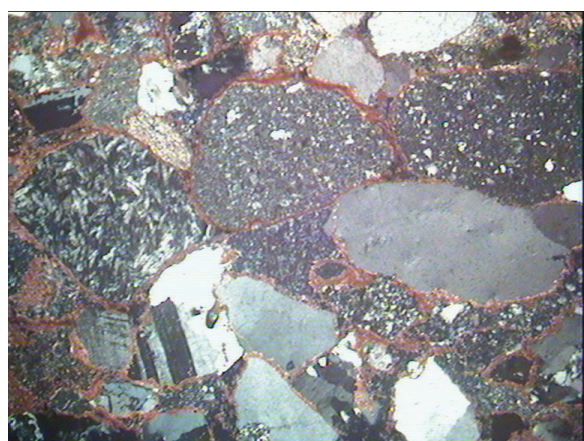
Поровый кальцитовый (КЦ) цемент. 2 ник.  
Б. Г-6. Гл. 2869,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>2</sup>.



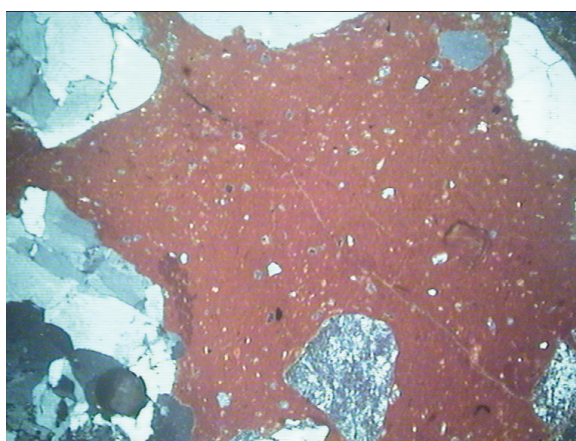
Нефтенасыщение в микропорах каолинита цемента. 1 ник.  
В. ВГ-1. Гл. 2895,0 м. Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.



Г. СТ-1. Гл. 2944,0 м. Ю<sub>14</sub><sup>1</sup>.



Пленочный сидеритовый цемент. 2 ник.  
Д. Ш-53. Гл. 3073,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>3</sup>.



Участок базального глинисто-железистого цемента.  
2 ник.  
Е. ЮТЬ-133. Гл. 3037,0 м. Ю<sub>15</sub><sup>1</sup>.

Рис. 4. Цементы в гравелитах



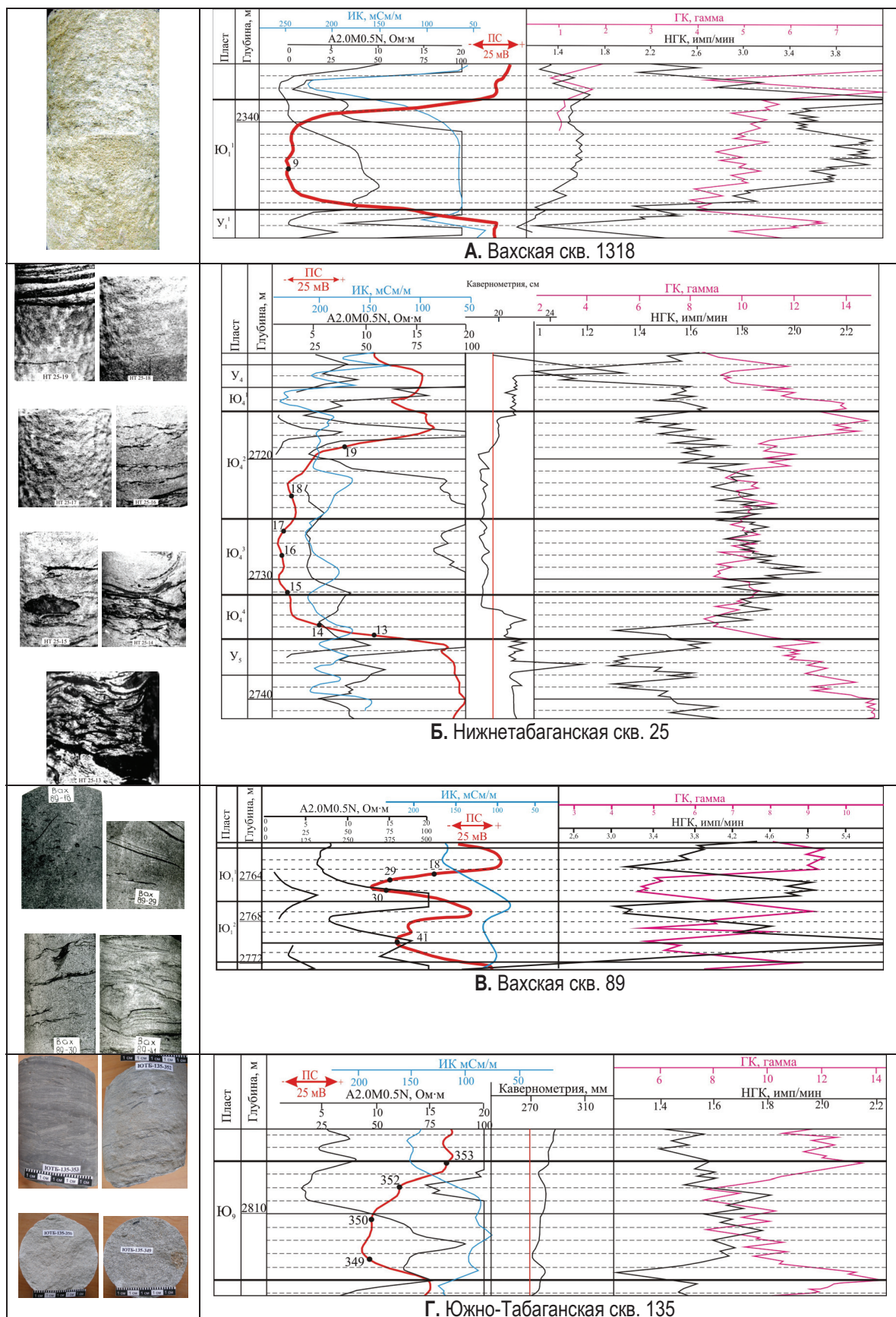


Рис. 5. Геопараметры песчанников



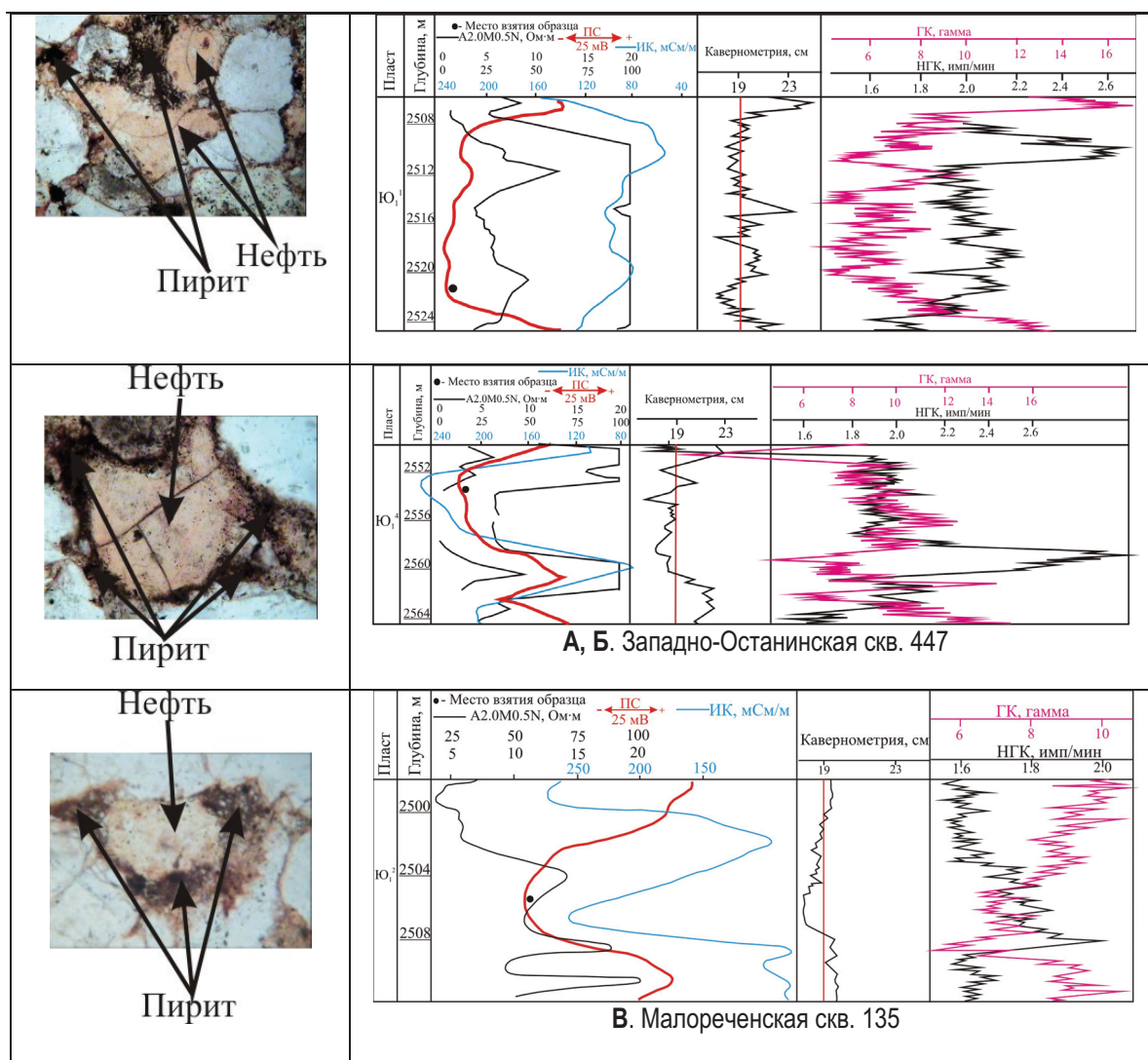


Рис. 6. Аномальные геофизические характеристики нефтенасыщенных коллекторов

противление составляет 15...25 Ом·м и более на фоне значений 6...10 Ом·м, а величина НГК превышает 6,4 имп/мин (рис. 7, А).

Отмеченная закономерность увеличения значений НГК и КС в песчаниках с кальцитовым цементом нарушается в присутствии пирита. Такая специфическая порода, представленная песчаником с кальцитовым цементом, с обилием пирита и глауконита (рис. 7, Д, Е), наблюдается в верхней части юрского разреза (барабинская пачка кимериджского возраста). Повышенным значениям НГК (более 2,0 имп/мин) соответствуют резкое снижение сопротивления (5...6 Ом·м) и увеличение электропроводности (150 мСм/м и более) (рис. 8, Б).

На кривых кавернометрии однородные песчаники характеризуются образованием глинистой корки на стенках скважины, т. е. уменьшением диаметра скважины равномерно по пласту (см. рис. 5, Б). Увеличение содержания глинистого цемента в песча-

никах способствует уменьшению порового пространства и, соответственно, толщины глинистой корки (см. рис. 6, А).

**Алевриты** — мелкообломочные породы, состоящие преимущественно из обломков минералов размеров от 0,01 до 0,1 мм. Среди них выделяются крупнозернистые (0,1...0,05 мм) и мелкозернистые (0,05...0,01 мм) разновидности.

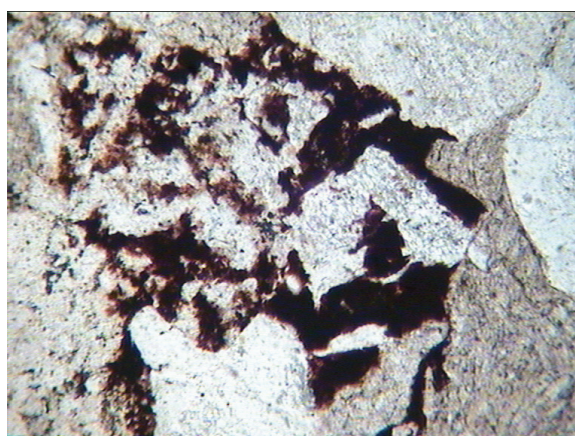
Геофизическая характеристика алевритов (рис. 9) зависит от содержания в них песчаных или глинистых частиц, а также от состава цемента. В первом случае кривая ПС имеет слабую отрицательную аномалию (до 10 мВ), при глинизации — недифференцирована. Значения удельного электрического сопротивления обычно составляет 7...10 Ом·м, удельной электропроводности — до 200 мСм/м. На диаграммах радиоактивного каротажа величина интенсивности излучения не превышает 1,8 имп/мин, а значения радиоактивности колеблется в пределах 10...16γ.





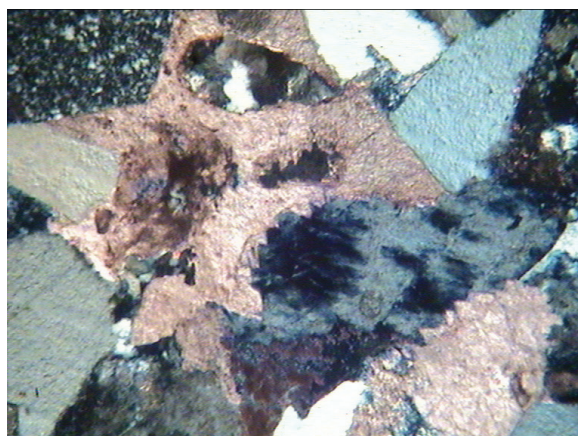
Равномерное нефтенасыщение порового пространства. Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

А. Вах-1318. Гл. 2344,0 м. 1 ник.



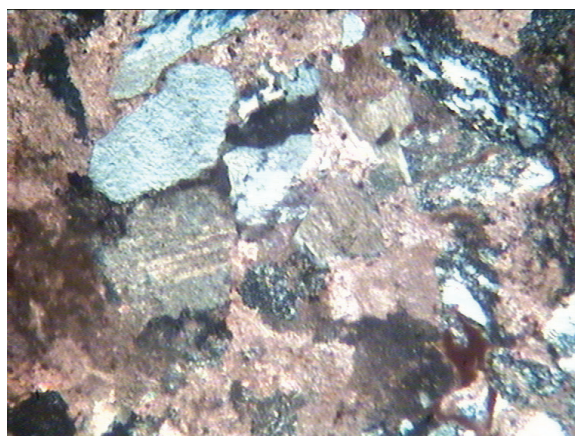
Неравномерное внутризерновое нефтенасыщение. Ю<sub>9</sub><sup>2</sup>.

Б. Г-444. Гл. 2806,0 м. 1 ник.

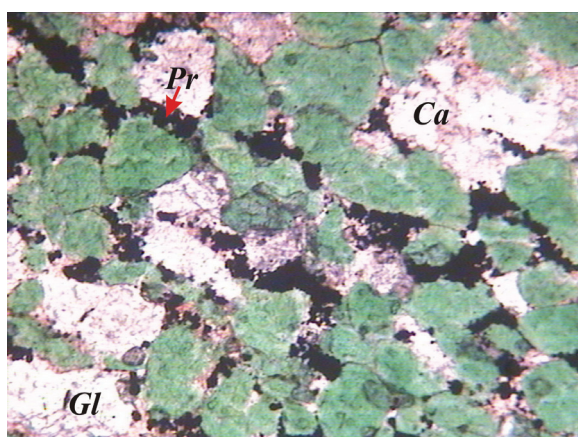


Порово-базальный коррозионный кальцитовый цемент. 2 ник.

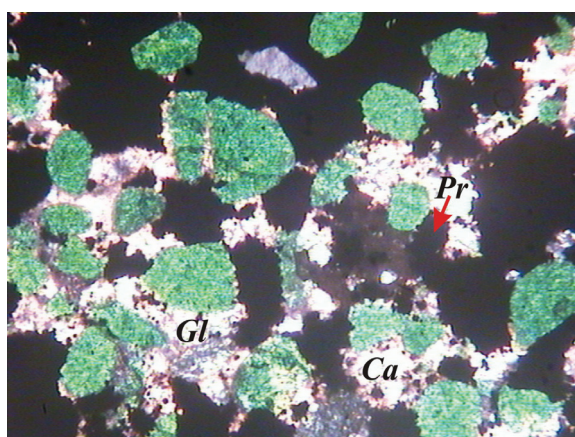
В. 3-Луг. 521. Гл. 3021,45 м. Ю<sub>9</sub><sup>1</sup>.



Г. 3-Луг. 521. Гл. 3028,75 м. Ю<sub>9</sub><sup>2</sup>.



Д. 0 0,1 0,2 0,3 0,4 мм



Е. 0 0,1 0,2 0,3 0,4 мм

Глауконит (Gl), пирит (Pr) и кальцит (Ca) в песчаниках. 1 ник.  
Герасимовская скв. 19. Гл. 2560,0 м. Барабинская пачка.

Рис. 7. Строение песчаников



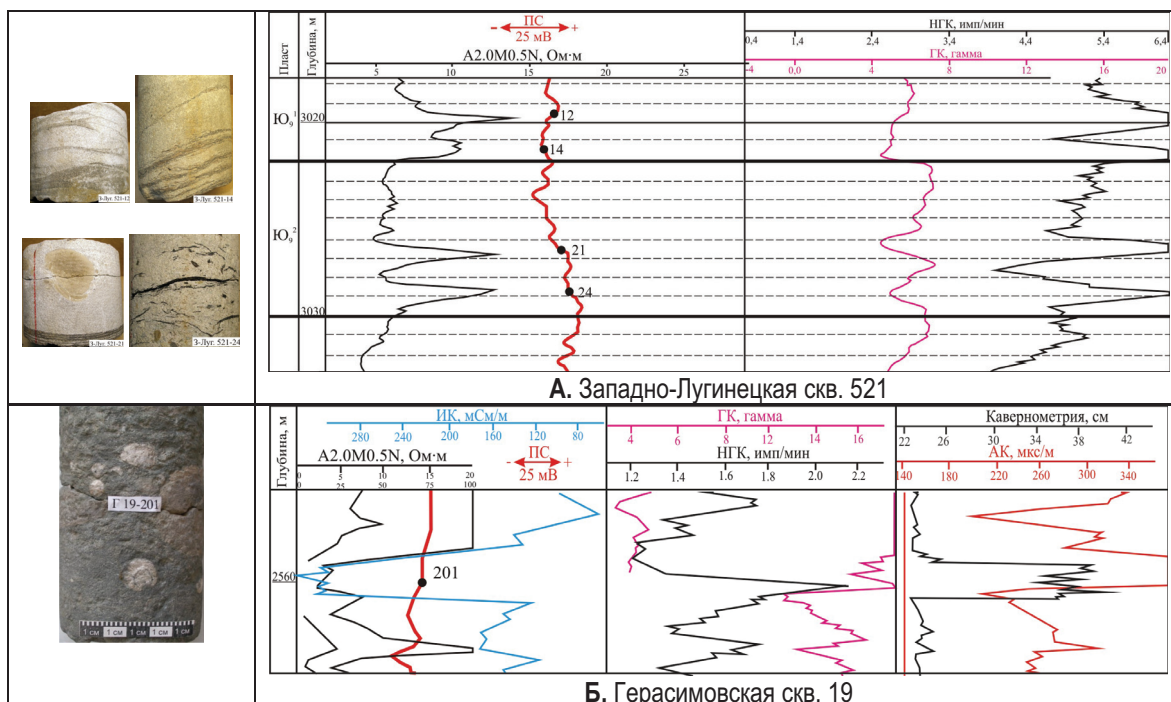


Рис. 8. Геофизическая характеристика песчаников с кальцитовым цементом

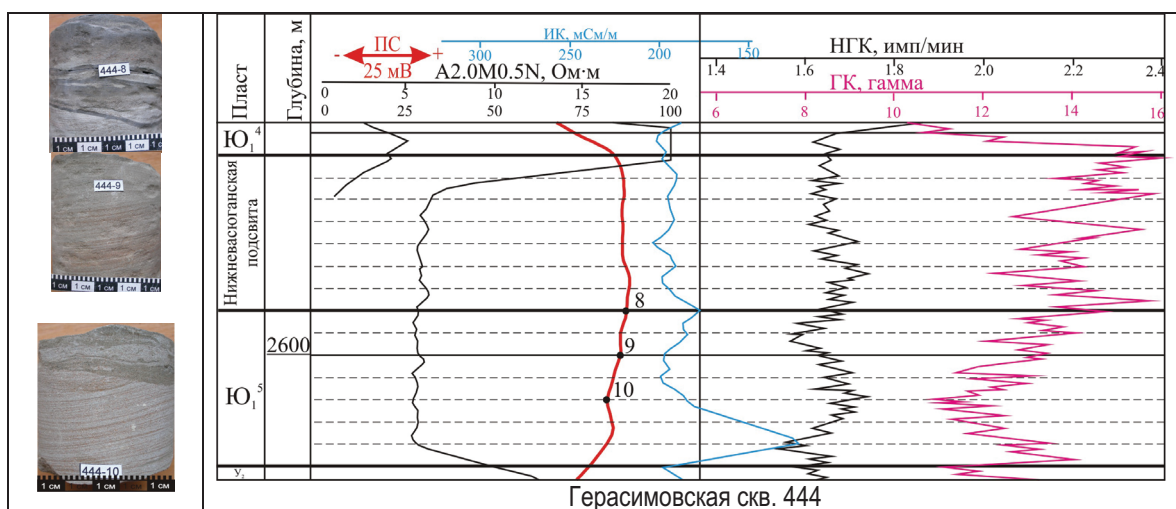


Рис. 9. Геофизическая характеристика алевролитов

### Выводы

1. Гравелиты характеризуются неглубокой отрицательной аномалией собственной поляризации, увеличением диаметра скважины, невысокими значениями радиоактивности, средними значениями на кривых нейтронного каротажа. Относительно крупные обломки окатаны, цементы имеют полиминеральный состав.
2. Крупно- и среднезернистые отсортированные песчаники характеризуются глубокой отрицательной аномалией собственной поляризации. При уменьшении размеров зерен, ухудшении

сортировки и наличии глинисто-углистых прослоев ширина аномалии уменьшается.

3. Значения кажущегося сопротивления и индукционного каротажей определяется составом флюидов, насыщающих пустотно-поровое пространство. Аномальное падение сопротивления в нефтенасыщенных коллекторах ряда месторождений объясняется наличием тонкодисперсного пирита, образующего пленки по периферии пор, заполненных нефтью.
4. Наличие карбонатного материала в цементе песчаников отражается увеличением значения

удельного электрического сопротивления и интенсивности излучения на кривых нейтронного каротажа. В присутствии пирита электропроводимость увеличивается.

5. На кривых кавернометрии однородные песчаники характеризуются образованием глинистой

корки на стенках скважины; увеличение содержания глинистого цемента и ухудшение сортировки приводит к уменьшению порового пространства и уменьшению толщины глинистой корки.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. — М.: Недра, 1982. — 448 с.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1985. — 310 с.
3. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / под ред. В.М. Добрынина. — М.: Недра, 1988. — 476 с.
4. Карогадин Ю.Н., Гайдебурова Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных). — Новосибирск: Наука, 1989. — 108 с.
5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. — М.: Недра, 1982. — 182 с.
6. Ежова А.В. Индексация и корреляция средневерхнеюрской продуктивной толщи Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов // Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства: Матер. Междунар. науч.-техн. конф. — Томск, 2001. — С. 88–94.
7. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). — М.: Высшая школа, 1984. — 416 с.
8. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. — 2006. — Т. 309. — № 6. — С. 23–26.

Поступила 01.03.2011 г.

УДК 552.578.2.061.33

### ПРИРОДА НАКЛОННЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА

А.Ю. Хромовских

ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск  
E-mail: KhromovskikhAY@nipineft.tomsk.ru

Установлено, что основными факторами, регулирующими распространение углеводородов, мигрировавших из баженовской свиты непосредственно в пределах верхнеюрских залежей, являются региональный гидродинамический напор пластовых вод и капиллярное давление в породах-коллекторах.

#### Ключевые слова:

Миграция углеводородов, коллектор, залежь, гидродинамический напор пластовой воды, капиллярное давление.

#### Key words:

Hydrocarbon migration, reservoir rock, accumulation, hydrodynamic thrust, capillary pressure.

Изучению проблемы наклонного водонефтяного контакта углеводородных залежей Западной Сибири в последнее время уделяется достаточно много внимания. Существует несколько вариантов, объясняющих причины этого явления. Среди большинства исследователей наибольшее распространение получили два варианта формирования залежей с наклонным контактом за счёт гидравлических напоров пластовых вод и сил капиллярного сопротивления.

В основе обоих вариантов лежит представление о формировании залежей путём латеральной миграции углеводородов в ловушки из зон их генерации. Принято считать, что движение углеводородов по породам-коллекторам в процессе вторичной миграции, а также последующее формирование залежей, контролируются тремя силовыми факторами. К этим факторам относятся: капиллярное давление, гидродинамический напор флюидов и гравитационная сегрегация углеводородов. Миграция углеводородов как по латерали, так и по вертикали возможна, если приложенное к нефти и газу избыточное давление, определяющее их перенос, превзойдет капиллярное давление в породах, препятствующее миграции. Чаще всего это избыточное давление определяется региональным гидродинамическим напором и гравитационной сегрегацией углеводородов.

Изучению проблемы наклонного водонефтяного контакта углеводородных залежей Западной Сибири в последнее время уделяется достаточно много внимания. Существует несколько вариантов, объясняющих причины этого явления. Среди большинства исследователей наибольшее распространение получили два варианта формирования залежей с наклонным контактом за счёт гидравлических напоров пластовых вод и сил капиллярного сопротивления.